

Применение нейронных сетей для анализа формы разрядных явлений турбогенератора позволят существенно повысить качество их диагноза и является предпосылкой к созданию автоматизированной системы многопараметрического технического диагностирования технического состояния турбогенераторов.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Круглова Т.Н., Коваленко В.С. Нейро-нечеткая модель диагностирования технического состояния турбогенератора // Интеллектуальные энергосистемы: материалы III Междунар. молодеж. форума, г. Томск, 28 сент.-2 окт. 2015 г. : в 3 т. / Томск. политехн. ун-т. - Томск, 2015. - Т. 3. - С. 27-30.
2. Ю.П. Аксенов, И.В. Ярошенко Комплексная диагностика турбогенераторов // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. - 2006. - № 2. - С. 21-24
3. РД ЭО 018700 «Методических рекомендациях по диагностике изоляции статорных обмоток вращающихся машин классов напряжения 3,15-24 кВ по характеристикам частичных разрядов», принятых для концерна «Росэнергоатом». М. МРФ по АЭ. 1999 г.
4. Sousa C. Neural network learning by the levenberg-marquardt algorithm with Bayesian regularization (part 1). – 2009. – URL: [http:// crsouza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg\\_18.html](http://crs Souza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg_18.html).
5. Sousa C. Neural network learning by the levenberg-marquardt algorithm with Bayesian regularization (part 2). – 2009. – URL: [http:// crsouza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg.html](http://crs Souza.blogspot.com/2009/11/neural-networklearning-by-levenberg.html)

Научный руководитель: Т.Н. Круглова, к.т.н., доцент, кафедра Мехатроника и гидропневмоавтоматика, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова

#### РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ В УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

Д.А. Орёл, А.В. Варганова

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

В статье рассмотрены вопросы решения оптимизационных задач в условиях объектов электроэнергетики. Приведены основные работы, посвященные оптимизации и расчету установившихся режимов систем электроснабжения и электроэнергетических систем.

**Ключевые слова:** оптимизация, электроэнергетическая система, система электроснабжения, электростанция, эксплуатационный режим.

Важной задачей в области электроэнергетики является оптимизация режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС) и сетей.

Согласно [1] в работе оперативно-диспетчерских служб важное место занимают задачи оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений. Большое внимание уделяется рассмотрению таких задач, как наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими энергоустановками и выбор состава включенного в работу оборудования. Создание Единой энергосистемы и масштабное развитие электроэнергетики страны сильно усложнили задачи её управления. И как следствие вся структура оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) была создана на основе использования методов декомпозиции. Для снижения общей трудоемкости решения задачи делятся на оптимизацию режима по активным мощностям при упрощенном учете электрической сети и оптимизацию режима по реактивным мощностям.

Существуют ограничения для решения различных оптимизационных задач. Например, ограничения по предельным мощностям генераторных групп, по скоростям изменения их мощностей, по предельным перетокам мощности по воздушным линиям (ВЛ), по заданным выработкам энергии за периоды лимитируемых энергообъектов и др.

Также сложность оптимизационных задач отмечена в работе [2], в которой говорится об усиливающемся стремлении к экономии материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Важной причиной постепенного усложнения оптимизационных задач является усложнение постановки задачи с учетом дополнительных факторов, что приводит к повышению абсолютного эффекта, получаемого при реализации наилучшего решения.

Для решения задач электроэнергетики важную роль играет эффективность управления режимами электроэнергетических систем. Это подчеркивают в своей статье [3] Макоклюев Б.И. и Костиков В.Н. Планирование и управление производится на основе прогноза графиков нагрузки. Ошибки прогнозирования проявляются в увеличении затрат на топливо, а точность нагрузок в узлах схемы определяет качество последующих режимных расчетов и влияет на экономичность и надежность режимов ЭЭС.

В статье [4] говорится о динамических задачах, в которых соотношение экономических показателей разных стратегий развития системы не является достаточным критерием для выбора наилучшей стратегии. Решение таких задач требует использования ЭВМ и современных вычислительных методов на основе динамических математических моделей развития ЭЭС.

Для решения задач по оптимизации ЭЭС стали применять методы математического программирования. К ним относятся методы линейного и квадратичного программирования, градиентно-проекционные и градиентные со штрафными функциями. Используются методы динамического программирования и ветвей и границ для отдельных многоэкстремальных задач. Во многих журналах описываются данные методы. Так в [5] описывается оптимизация структуры объединенной ЭЭС с применением метода декомпозиции, который позволяет минимизировать требуемую память ЭВМ и время расчета.

В [6] и [7] описывается методика эквивалентирования электрических сетей, которая применяется в системе диспетчерского управления энергосистемами при обработке контрольных замеров. Данная методика может использо-

ваться для расчетов установившихся и переходных режимов. Для таких расчетов необходимо использовать эквивалентирование с сохранением потерь мощности в эквивалентной сети, а для расчетов переходных процессов необходимо применение электромеханического эквивалентирования. Но данные программы не нашли широкого применения.

Управление тепловой электрической станцией невозможно без контроля её показателей и оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок. Поэтому для разработки программы распределения нагрузок ТЭЦ используют градиентный метод, освещенный в статье [8]. Данный метод заключается в том, что все элементы тепловой схемы ТЭЦ описываются как самостоятельные объекты, которые имеют набор параметров и методов их расчета. Так, создав обобщенную модель объекта, создается множество конкретных моделей со своими индивидуальными параметрами. Это позволяет упростить разработку модели ТЭЦ и программы распределения её тепловых и электрических нагрузок. Кроме того, особое внимание уделяется вопросам источникам распределенной генерации [9]

Чтобы решить задачи оптимизации часовых режимов работы были выбраны методы линейного программирования (ЛП). В статье [10] говорится, что методы ЛП являются достаточно быстрыми, эффективными и надежными. Из-за того, что при учете ограничений используются многократные решения часовых задач, то надежность данных методов становится важнее погрешности, которая вносится из-за приведения нелинейной целевой функции к линейному виду. Так же для решения задач оптимального управления электростанциями применяется метод динамического программирования [11-13].

Использование методов теории линейных равенств для оптимизации режима напряжения распределительной сети системы электроснабжения, рассмотренных в статье [14], широко применяется на этапе разработки для городских и сельских распределительных сетей, у которых потребители имеют достаточно небольшую нагрузку, но рассоложены на значительной территории. Эти методы позволяют провести анализ системы обеспечения качества напряжения, получить математическую модель достаточной достоверности, обеспечить существенное повышение качества напряжения у потребителей.

Таким образом, правильная постановка оптимизационной задачи, правильный выбор метода оптимизации и набора ограничений, могут значительно улучшить работу исследуемых объектов электроэнергетики.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Алябышева, Т.М. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений / Т.М. Алябышева, Ю.И. Моржин, Т.Н. Протопопова, Е.В. Цветков; Электрические станции, 2005. — №1. — С. 9-12.
2. Будзко, И.А. Особенности оптимизационных задач энергетики и методов их решения / И.А. Будзко, М.С. Левин; Электричество, 1981. — №3. — С. 1-6.

3. Макоклюев, Б.И. Моделирование электрических нагрузок электроэнергетических систем / Б.И. Макоклюев, В.Н. Костиков; Электричество, 1994. — №10. — С. 13-16.
4. Дале, В.А. Математические модели оптимизации развития сетей электрических энергетических сетей / В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле; Электричество, 1987. — №9. — С. 1-6.
5. Хачатрян, В.С. Оптимизация структуры объединенной электроэнергетической системы с применением метода декомпозиции / В.С. Хачатрян, А.В. Темурджян; Электричество, 1983. — №8. — С. 8-13.
6. Гончарюк, И.А. Методика эквивалентирования электрической сети / И.А. Гончарюк; Электричество, 2000. — №8. — С. 11-17.
7. Игуменцев, В.А. Расчет установившегося режима системы электроснабжения промышленного предприятия методом последовательного эквивалентирования / В.А. Игуменцев, И.А. Саламатов, Ю.П. Коваленко; Электричество, 1986. — №4. — С. 1-4.
8. Галашов, Н.Н. Оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок. Градиентный метод / Н.Н. Галашов, П.В. Новик, С.Ю. Кузьмин; Электрические станции, 2009. — №3. — С. 1-4.
9. Варганов Д.Е., Варганова А.В., Баранкова И.И. Применение экономико-математических моделей газопоршневых установок с целью повышения эффективности работы энергоузлов с источниками распределенной генерации // Электротехнические системы и комплексы. - 2016. - № 4 (33). - С. 29-34.
10. Абакшин, П.С. Модель оптимизации долгосрочных энергетических режимов ЕЭС России по активной мощности / П.С. Абакшин; Электрические станции, 2004. — №3. — С. 58-62.
11. Кочкина А.В., Варганов Д.Е., Ковалев А.Д., Малафеев А.В. Оптимизация распределения активных мощностей между разнородными генерирующими источниками в системе электроснабжения промышленного предприятия // Электроэнергетика глазами молодежи III Международная научно-техническая конференция: сборник докладов. - 2012. - С. 280-284.
12. Малафеев, А.В. Оптимизация режимов промышленных электростанций с учетом зависимых ограничений по условиям статической устойчивости и длительной несимметрии: монография / А.В. Малафеев, А.В. Кочкина, О.В. Газизова, Е.А. Панова. Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2014. - 119 с.
13. Varganova A.V., Panova E.A., Kurilova N.A., Nasibullin A.T. Mathematical modeling of synchronous generators in out-of-balance conditions in the task of electric power supply systems optimization // International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems (MEACS). 2015.
14. Чмутов, А.П. Оптимизация режима напряжения в электрических распределительных сетях с использованием методов теории линейных не-

равенств / А.П. Чмутов ; Электрические станции, 1991. — №3. — С. 62-66.

Научный руководитель: А.В. Варганова, к.т.н., доцент ЭиАС МГТУ им. Г.И. Носова.

## **ОЦЕНКА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Ю.М. Байрамгулова, И.Н. Гончарова, А.В. Варганова  
Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

Приведен подход по определению чувствительности алгоритма оптимизации режимов работы промышленных электростанций методом двухсторонней интервальной оценки. При расчетах использовалась величина суммарных затрат на прием, выработку и передачу электроэнергии в энергоузле крупного предприятия.

**Ключевые слова:** генератор, метод динамического программирования, электрическая нагрузка, электростанция, метод двухсторонней интервальной оценки.

Одним из способов повышения экономичности работы промышленных систем электроснабжения с собственными электростанциями является определение оптимальных загрузок генераторов и величины приема мощности из системы. На кафедре электроснабжения промышленных предприятий разрабатывается программный модуль «Оптимизация по активной мощности», алгоритм которого основан на методе динамического программирования [1-2]. Основными исходными данными для расчета являются технико-экономические модели генераторов [3], если в качестве источников используются газопоршневые установки, то при построении моделей используется подход, описанный в [4]. Для построения моделей необходимо разработана методика расчета себестоимости острого пара [5]. Кроме того, алгоритм оптимизации позволяет учитывать ограничения по работе генераторов в несимметричных режимах [6].

При расчетах представлял интерес оценки чувствительности разработанного алгоритма.

Чувствительность алгоритма оптимизации оценивалась методом двухсторонних интервальных оценок. Расчет проводился для системы электроснабжения с суммарной нагрузкой 630 МВт, собственным производством в 450 МВт и приемом из системы 85 МВт (5 МВт потери мощности в сети). В качестве исследуемого параметра принята величина суммарных затрат на прием, передачу и выработку электрической энергии в рассматриваемой системе электроснабжения при изменении нагрузки узла ( $\Delta S_{\text{нагр}}$ ) на 5 МВт в интервале от минус 30 МВт до плюс 30 МВт.

Для оценки чувствительности необходимо по (1) определить разницу между затратами текущего значения и следующего за ним: